

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСБОРНЫХ ШЛЕЙФАХ ТАГУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.В. Пушнов, И.М. Долганов

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При сборе, подготовке и транспортировке углеводородного газа существует проблема образования газовых гидратов – клатратных соединений газа с водой, напоминающих снег или лед. Газовые гидраты образуются в шлейфах, газосборных коллекторах, в местах врезок, установки запорно-регулирующей арматуры, в оборудовании и трубопроводах установок подготовки газа, а также в магистральных газопроводах при недостаточной осушке газа [2, 4, 7]. Гидраты уменьшают сечение труб и могут привести к их разрыву.

В условиях интенсивной разработки месторождений Ванкорского кластера, где суровый климат создает благоприятные условия для образования гидратов в газопроводах и промышленном технологическом оборудовании, задача предупреждения образования газовых гидратов в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородных газов особенно актуальна [5, 6].

Образование гидратов зависит от компонентного состава и влагосодержания газа, его плотности, давления и температуры [3,4]. Метан, этан, двуокись углерода образуют газовые гидраты I типа, а пропан и изобутан – II типа. На практике образуется та структура, давление гидратообразования которой ниже.

Возможность образования гидратов определяется температурой точки росы газа по влаге. Если значение температуры точки росы по влаге выше равновесного значения температуры гидратообразования (рисунок), гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если же ее значение меньше равновесного значения температуры гидратообразования, но выше минимального значения температуры на кривой её зависимости по длине газопровода, гидраты образуются в точке росы. В случае же, когда значение температуры точки росы по влаге меньше равновесного значения температуры гидратообразования и ниже температуры на кривой её зависимости по длине газопровода, гидратообразование не происходит [3].

Способы предупреждения гидратообразования основаны на понижении температуры точки росы по влаге. Наиболее эффективным из них является ввод ингибитора гидратообразования, в качестве которого чаще всего применяется водный раствор метанола. При впрыске в поток природного газа метанол образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные растворы, понижая при этом точку росы газа по влаге, и тем самым предупреждая образование газовых гидратов [7].

Предупреждение гидратообразования в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородного газа требует больших эксплуатационных затрат. В среднем, на предотвращение гидратообразования затрачивается до 15–20% стоимости добычи природного газа [4]. Транспортировка метанола в труднодоступные районы Крайнего Севера увеличивает его стоимость более, чем в полтора раза [1]. Кроме того, метанол является сильным ядом, что усложняет условия его применения и требует сокращения его расхода до минимального [1]. Поэтому при проектировании объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородного газа стоит задача определения оптимального расхода ингибитора гидратообразования при заданном термобарическом режиме подготовки и транспортировки газа. Перерасход ингибитора гидратообразования приводит к неоправданным материальным затратам, а его неразумная экономия может привести к серьезной аварии, ликвидация которой обойдется значительно дороже, чем неэкономичный расход метанола. Таким образом, объем ингибитора должен превышать определенное пороговое значение. Расчет усложняется изменением во времени дебита и давления скважин, обводненности скважинной продукции и, в связи с этим, расхода, давления и температуры газа в газосборных шлейфах.

Действующий в настоящее время нормативно-технический документ [8] устанавливает общие правила и порядок расчета норм расхода ингибитора гидратообразования. Для расчета требуемого расхода метанола используются графический, аналитический, графоаналитический и экспериментальный способы, основанные на определении температуры гидратообразования и количества метанола, требуемого для ее снижения [8].

При расчете норм расхода ингибитора гидратообразования при заданном термобарическом режиме в схеме газосборных сетей выделяются зоны возможного гидратообразования и предусматриваются точки ввода ингибитора, а также «защищаемые» точки, безгидратный режим которых обеспечивает защиту от гидратообразования на всем технологическом участке. Задача состоит в расчете минимально необходимого расхода в каждой точке ввода метанола и концентрации метанола, достаточной для предотвращения гидратообразования в защищаемой точке [8, 9].

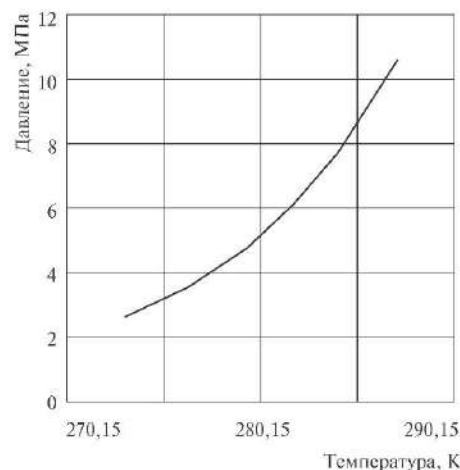


Рис. 1 Равновесные условия гидратообразования природного газа

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Графический метод определения условий гидратообразования природных газов различного состава, содержащих до 50% сероводорода, разработанный Бейли и Вишертом, не учитывает в явном виде наличие этана, диоксида углерода и изобутана. Содержание диоксида углерода и этана в газовой фазе в графическом методе учитывается косвенно за счет влияния на относительную плотность газовой смеси. Погрешность графического метода Бейли и Вишера по температуре гидратообразования составляет $\pm 1,5$ °C [8].

Для расчета равновесных условий гидратообразования многокомпонентных газовых смесей (трехфазные равновесия «газ – вода – гидрат» и «газ – лед – гидрат») ВНИИГАЗ разработал упрощенную инженерную методику, имеющую погрешность, равную $\pm 1,0$ °C [8].

Результаты расчетов, проведенных в программах Pipesim и UniSim показывают несоизмеримо большой результат.

В результате расчета получается величина удельного теоретического расхода ингибитора для обеспечения технологического процесса. На практике расходы ингибитора гидратообразования значительно превышают расчетные значения, что связано с неучтенными условиями течения многофазных сред, неоднородностью распределения фаз в потоке, кинетическими закономерностями распределения ингибитора по фазам, а также с неучтенными эксплуатационными потерями ингибитора. С этой целью в расчеты вводится коэффициент запаса на неучтенные факторы, который определяется статистическим методом. На начальный период нормирования принимается значение 1,25, которое затем уточняется мере получения, накопления и анализа статистических данных [8]. Норма расхода метанола определяется как произведение расчетного удельного расхода метанола на коэффициент запаса. Также при расчете задают завышенный расход либо путем увеличения концентрации отработанного ингибитора задают на 5–10 % выше минимально допустимой, либо путем увеличения расчетного значения расхода ингибитора на 15–25 %, либо приводят допущение, что температура начала гидратообразования в расчетной точке на 1,5–2 градуса ниже фактической [4].

Литература

1. Ахметшин Б.С., Дьяконов А.А., Файзулин А.Д. и др. Система автоматического предупреждения образования гидратов в шлейфах газоконденсатных месторождений Крайнего Севера // Наука и техника в газовой промышленности, 2009. – № 1. – С. 69–77.
2. Грицишин Д. Н. и др. Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы // Газохимия. – 2009. – №. 6 (10).
3. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 508 с.
4. Мельников, В. Б. и др. Сбор и переработка газа и газового конденсата. Техногенные газогидраты: Учебное пособие – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. – 77 с.
5. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Выбор оптимальной системы сбора, подготовки и транспорта газа Тагульского месторождения // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 90–96.
6. Пушнов Б.В., Самойленко В.Ф. Разработка технологических схем подготовки газа месторождений Ванкорского кластера // Молодая нефть : материалы Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли / Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. – Красноярск: СФУ, 2018. – С. 123–124.
7. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 473 с.
8. СТО Газпром 3.1-3-010-2008 Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром». – Введ. 03.03.2009. – Москва : Газпром экспло, 2009. – 46 с.
9. Чеботарев В. В. Расчеты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3 изд. перераб. и доп. / В. В. Чеботарев. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2007 – 408 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕТОНАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Н.Д. Радченко, А.М. Карпова

Научный руководитель - доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс получения современного моторного топлива представляет собой смешение прямогонных фракций с продуктами вторичных процессов нефтепереработки, индивидуальными углеводородами и добавками. Все более жесткие требования к качеству приводят к расширению ассортимента и усложнению состава добавок. Интенсивно разрабатываются методы получения моторных топлив из альтернативного сырья, которое также отличается по составу и свойствам от моторного топлива, полученного переработкой углеводородов.

Способность к воспламенению/детонации – одна из важнейших характеристик моторного топлива, которая количественно выражается октановым числом (ОЧ) или цетановым числом (ЦЧ). Надежное экспериментальное определение этих величин – трудоемкий процесс, требующий сложного оборудования и значительных затрат времени. Интерес к исследованию, расчету и прогнозированию этих показателей для сложных смесей, которыми являются современные моторные топлива, непрерывно растет [1, 3].

ОЧ и ЦЧ по своему обратнопропорциональны, их связь установлена для топливных фракций различного происхождения и индивидуальных углеводородов [2, 4]. Однако, практически отсутствуют методы, количественно описывающие влияние добавок на октановое и цетановое числа и методы расчета этих величин для альтернативного